

---

Политехнический институт  
институт

---

Тепловые электрические станции  
кафедра

---

«                      »                      2018г.

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления
Проект разработки технологии использования низкопотенциального тепла
на ТЭС
тема

<u>Руководитель</u>	<u>ст. преподаватель</u> должность, ученая степень	<u>                    </u> подпись, дата	<u>Д.И. Карабарин</u> инициалы, фамилия
<u>Выпускник</u>		<u>                    </u> подпись, дата	<u>А.А. Скадин</u> инициалы, фамилия
<u>Тех. контроль</u>		<u>                    </u> подпись, дата	<u>С.А. Михайленко</u> инициалы, фамилия
<u>Нормоконтролер</u>		<u>                    </u> подпись, дата	<u>П.В. Шишмарев</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Политехнический институт

---

институт

---

Тепловые электрические станции

---

кафедра

« » 2018г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
по форме бакалаврской работы**

Студенту	Скадину Артему Андреевичу		
	фамилия, имя, отчество		
Группы	ФЭ14–02Б	Направление (специальность)	13.03.01
	номер группы		код
	Теплоэнергетика и теплотехника		
	наименование		
Тема выпускной квалификационной работы <u>Проект разработки технологии использования низкопотенциального тепла на ТЭС</u>			
Утверждена приказом по университету № <u>3943/с</u> от <u>19 марта 2018 г</u>			
Руководитель ВКР <u>Д.И. Карабарин, ст. преподаватель кафедры ТЭС ПИ СФУ</u>			
	инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы		
Исходные данные для ВКР <u>Объект реконструкции – турбина Р-100-130/15</u>			
<u>филиала Красноярской ТЭЦ-1 ООО «Сибирская генерирующая компания»;</u>			
<u>район размещения – г. Красноярск; топливо – уголь Ирша-Бородинского</u>			
<u>месторождения 2Б, установленная мощность – 100 МВт;</u>			
Перечень разделов ВКР <u>Актуальность проекта. Предлагаемое техническое</u>			
<u>решение. Проработка технического решения. Экономическая часть проекта.</u>			
<u>Индивидуальное задание.</u>			
Перечень графического материала			
<u>Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины Р-100-130 до реконструкции</u>			
<u>Лист 2. Принципиальная тепловая схема турбины Р-100-130 после рекон-</u>			
<u>струкции</u>			
<u>Лист 3. Блок-схема алгоритма работы программного пакета</u>			
<u>Лист 4. Чертежи модуля на органическом цикле Ренкина</u>			

Руководитель ВКР		Д.И. Карабарин
	подпись	инициалы и фамилия
Задания принял к исполнению		А.А. Скадин
	подпись	инициалы и фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект разработки технологии использования низкопотенциального тепла на ТЭС» содержит 60 страниц текстового документа, 12 использованных источников, 4 листа графического материала.

ТЭЦ, ОРГАНИЧЕСКИЙ ЦИКЛ РЕНКИНА, НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ТЕПЛО, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Объект внедрения – филиал ООО «Сибирская генерирующая компания» Красноярская ТЭЦ-1.

Цель внедрения: увеличение выработки электрической энергии при неизменном расходе топлива на турбину Р-100-130.

В качестве технологии использования низкопотенциального тепла была выбрана установка, работающая на органическом цикле Ренкина.

В результате внедрения выбранной технологии удалось решить проблему отсутствия потребителя пара на выхлопе турбины Р-100-130 и повысить мощность блока до 118,06 МВт.

Произведены расчеты реконструированной схемы.

Также произведен экономический расчет проекта.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о высокой экономической привлекательности проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 Актуальность дипломного проекта.....	6
1.1 Энергетическая стратегия России на период до 2035 года .....	6
1.2 Проблематика и предлагаемое решение .....	6
2 Экономическая часть .....	8
2.1 Исходные данные .....	8
2.2 Определение прироста ежегодных издержек на эксплуатацию .....	8
2.3 Расчет затрат на топливо .....	9
2.4 Расчет прироста на оплату труда .....	10
2.5 Прирост амортизационных отчислений .....	10
2.6 Прирост расходов на ремонт основных средств .....	11
2.7 Прирост прочих расходов .....	11
2.8 Расчет себестоимости единицы электроэнергии .....	12
2.9 Расчет показателей эффективности проекта .....	14
3 Основная часть .....	21
3.1 Расчет тепловой схемы Р-100-130/15 .....	21
3.2 Внедрение технологии использования низкопотенциального тепла .....	47
3.2.1 Информация об органическом цикле Ренкина .....	47
3.2.2 Расчет модуля на Органическом цикле Ренкина .....	49
4 Индивидуальное задание .....	55
4.1 Описание программного пакета .....	55
4.2 Алгоритм работы программного пакета .....	58
Заключение .....	62
Список использованных источников .....	63

## **ВВЕДЕНИЕ**

Тема дипломного проекта базируется на важнейшем направлении в энергетике, базирующимся на постановлении Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. №321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». Во-первых, энергосбережение подразумевает рациональное использование энергии, требующее внедрения новых технологических процессов, базирующихся на меньшей энергоемкости в сравнении с имеющимися технологиями. Во-вторых, разработка и внедрение технологий, позволяющих использовать низкопотенциальную энергию, которые пока что не находят широкого применения, что приводит к снижению коэффициента использования органического топлива в различных случаях, базирующихся на использовании органического топлива в качестве источника тепловой энергии. Помимо этого, в случае сброса низкопотенциальной энергии в окружающую среду происходит ее тепловое загрязнение.

Из чего можно заключить, использование низкопотенциальной энергии в качестве фактора энергосбережения является одной из народно-хозяйственной задачи.

Рост цен на органическое топливо в промышленных отраслях представляет из себя важнейший фактор по снижению себестоимости производства продукции и повышению ее конкурентной способности. Основные направления энергосбережения:

- Использование низкопотенциальной энергии промышленных предприятий
- Разработка надежных и простых энергетических установок, позволяющих производить электрическую и тепловую энергию на местных видах топлива
- Повышение коэффициента использования теплоты топлива на энергетических установках

Отсутствие на отечественном рынке установок, позволяющих полезно использовать тепловую энергию с низкими параметрами теплоносителей, сдерживает решение перечисленных проблем.

В качестве рабочих тел на установках, дающих возможность утилизировать низкопотенциальную энергию, используют низкокипящие жидкости, обладающие достаточно высоким давлением насыщенных паров при низких температурах, в частности это фреоны, водно-аммиачный раствор, изопентан, изобутан и др.

Оптимальное низкокипящее рабочее тело должно отвечать ряду требований:

- Рабочее тело должно быть дешевым
- Рабочее не должно быть ядовитым
- Рабочее тело должно обладать хорошими теплофизическими свойствами
- Рабочее тело не должно оказывать негативного воздействия на окружающую среду (парниковый эффект, озоновый слой)
- Рабочее тело не должно замерзать при достаточно низких температурах, что характерно для российских климатических условий
- Желательно, чтобы процесс расширения пара в турбине заканчивался в области перегретого пара, что позволит исключить перегрев пара перед турбиной и эрозию лопаток

## **1 Актуальность дипломного проекта**

### **1.1 Энергетическая стратегия России на период до 2035 года**

Актуальность дипломного проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России на период 2035 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить необходимыми энергетическими ресурсами начавшийся экономический рост во всех отраслях народного хозяйства.

В целом стратегия предполагает два этапа реализации: на первом этапе (ориентировочно до 2020 года) главное – это как можно быстрее, с наименьшими потерями и затратами преодолеть кризисные и посткризисные явления в экономике и вызванное ими торможение развития энергетики, а также эффективно противодействовать новым проблемам и угрозам, в том числе и финансовым, технологическим и иным санкциям со стороны других стран. Приоритетной задачей является реализация уже начатых и осуществляемых в настоящее время государственных программ, включая «Энергоэффективность и развитие энергетики».

На втором этапе (ориентировочно с 2021 до 2035 года) приоритетной задачей станет переход к энергетике нового поколения с опорой на новые технологии, высокоэффективное использование традиционных ресурсов и новых углеводородных и других источников энергии.

### **1.2 Проблематика и предлагаемое решение**

В качестве объекта внедрения технологии использования источника низкопотенциального тепла была выбрана турбина Р-100-130/15 Красноярской ТЭЦ-1.

В связи с отсутствием потребителя пара рассматриваемая турбина в настоящий момент не работает, что понижает как вырабатываемую электрическую мощность, так и эффективность станции в целом.



Предлагается внедрить установку, работающую на органическом цикле Ренкина, которая даст возможность полезно использовать тепловую энергию пара на выхлопе турбины Р-100-130 и дополнительно вырабатывать электрическую энергию.

В целом проект отвечает основным приоритетам энергетической стратегии развития до 2035 года.

## 2 Экономическая часть

### 2.1 Исходные данные

Исходные данные взяты из раздела 3 основной части дипломного проекта и представлены в таблице 1.

- электрическая мощность 100 МВт;
- вид топлива – бурый уголь (Ирша-бородинский разрез).

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование показателя	До реконструкции	После реконструкции
Установленная мощность, МВт	100	118,06
Состав основного оборудования	P-100	P-100 + ОЦР модуль
Число часов использования установленной мощности ч./год	7000	7000
Вырабатываемая мощность, МВт	0	118,06
Расход топлива, кг/с	36,787	36,787
Теплота сгорания топлива, МДж/кг	16	16
Себестоимость отпущенной Эл.Эн, руб./ (кВт*ч)	0,926	0,818

### 2.2 Определение прироста ежегодных издержек на эксплуатацию

Прирост эксплуатационных расходов в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн. руб./год:

$$U_{\Sigma} = U_T + U_{\text{зп}} + U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}} \quad (2.1)$$

где  $U_T$  – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$  – расходы на оплату труда;

$U_a$  – амортизация основных производственных средств;

$U_{\text{тр}}$  – расходы на ремонт основных средств;

$U_{\text{пр}}$  – прочие расходы;

### 2.3 Расчет затрат на топливо

Расход топлива, кг/ч:

$$B_{\text{нат}} = B \cdot 3600 \quad (2.2)$$

где  $B = 36,787$  кг/с – секундный расход топлива;

$$B_{\text{нат}} = 36,787 \cdot 3600 = 132433,2$$

Натуральный расход топлива, кг:

$$B'_{\text{нат}} = B_{\text{нат}} \cdot T_{\text{уст}} \quad (2.3)$$

где  $T_{\text{уст}} = 7000$  – число часов использования установленной мощности;

$$B'_{\text{нат}} = 132433,2 \cdot 7000 = 927032400$$

Натуральный расход топлива, тонн:

$$B_{\text{нат}} = \frac{B'_{\text{нат}}}{1000} \quad (2.4)$$

$$B_{\text{нат}} = \frac{927032400}{1000} = 927032,4$$

Затраты на топливо, млн руб./год:

$$U_{\text{т}} = \text{Ц} \cdot B_{\text{нат}} \cdot 10^{-6} \quad (2.5)$$

где  $\text{Ц}$  – цена топлива, руб./тонн;

$$U_T = 720 \cdot 927032,4 \cdot 10^{-6} = 667,46$$

## 2.4 Расчет прироста на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн. руб./год:

$$\Delta U_{\text{зп}} = \Delta N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6} \quad (2.6)$$

где  $n_y = 0,5$  – штатный коэффициент;

$\Phi_{\text{зп}} = 480000$  – средняя зарплата одного работника за руб./год;

$\Delta N_y = 18,06$  – прирост установленной мощности, МВт;

$$\Delta U_{\text{зп}} = 18,06 \cdot 0,5 \cdot 480000 \cdot 10^{-6} = 4,334$$

Расходы только по эксплуатационному персоналу.

## 2.5 Прирост амортизационных отчислений

Прирост амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$\Delta U_a = K \cdot H_a \quad (2.7)$$

где  $H_a$  – средняя норма амортизации станции в целом;

$K$  – капитальные вложения, млн руб;

Оценка стоимости ОЦР модуля, млн руб., определяются по формуле:

$$K = (1338 \cdot P + 15474,18) \cdot 62 \quad (2.8)$$

где  $P$  – Мощность ОЦР модуля, кВт;

$$K = (1338 \cdot 18060 + 15474,18) \cdot 62 = 1499,15$$

$$\Delta U_a = 1499,15 \cdot \frac{7,5}{100} = 112,44$$

## 2.6 Прирост расходов на ремонт основных средств

Прирост расходов по ремонту, млн руб./год:

$$\Delta U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}} \quad (2.9)$$

где  $H_{\text{тр}}$  – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений;

$$\Delta U_{\text{тр}} = 1499,15 \cdot \frac{6}{100} = 89,949$$

## 2.7 Прирост прочих расходов

К прочим расходам относятся:

- расходы по охране труда и техники безопасности;
- налоги и сборы;
- и др.

Их величина принимается 10 – 20 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов во внебюджетные фонды млн руб./год:

$$\Delta U_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) + 0,3 \cdot U_{\text{зп}} \quad (2.10)$$

где СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды по ставке 30% от расходов на оплату труда.

$$\Delta U_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (112,44 + 89,949 + 4,334) + 0,3 \cdot 4,334 = 21,97$$

Прирост эксплуатационных расходов составит, млн руб./год:

$$U_3 = 667,46 + 4,334 + 112,44 + 89,949 + 21,97 = 896,153$$

## 2.8 Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск энергии с шин станции, МВт ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}) \quad (2.11)$$

где  $a_{\text{сн}}$  – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции;

$W$  – выработка электроэнергии, МВт ч;

Выработка электроэнергии, МВт ч:

$$W = N_y \cdot T_{\text{исп}} \quad (2.12)$$

где  $N_y$  – установленная мощность блока с ОЦР модулем, МВт;

$T_{\text{исп}}$  – число часов использования установленной мощности, ч/год;

$$W = 118,06 \cdot 7000 = 826420$$

$$W_{\text{отп}} = 826420 \cdot (1 - 0,04) = 793363,2$$

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{(U^{\text{э}} + \Delta U^{\text{э}})}{W_{\text{отп}}} \cdot 10^3 \quad (2.13)$$

где  $U^{\text{э}}$  – эксплуатационные расходы до реконструкции, млн руб./год;

$\Delta U^{\text{э}}$  – прирост эксплуатационных расходов, млн руб./год;

Эксплуатационные расходы до реконструкции, млн руб./год:

$$U^{\text{э}} = N_{\text{нач}} \cdot T_{\text{уст}} \cdot U_{\text{отп.нач}}^{\text{э}} \quad (2.14)$$

где  $N_{\text{нач}}$  – вырабатываемая мощность до реконструкции;

$T_{\text{уст}}$  – число часов использования установленной мощности, ч/год;

$U_{\text{отп.нач}}^{\text{э}}$  – себестоимость отпущенной электроэнергии до реконструкции, руб./кВт ч;

$$U^{\text{э}} = 100 \cdot 7000 \cdot 0,926 = 648200$$

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{(648200 + 896,153)}{793363200} \cdot 10^3 = 0,818$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{(U^{\text{э}} + \Delta U^{\text{э}})}{W_{\text{выр}}} \cdot 10^3 \quad (2.15)$$

где  $U^{\text{э}}$  – эксплуатационные расходы до реконструкции, млн руб./год;

$\Delta U^{\text{э}}$  – прирост эксплуатационных расходов, млн руб./год;

$W_{\text{выр}}$  – годовая выработка энергии на станции, МВт ч;

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{(648200 + 896,153)}{826420000} \cdot 10^3 = 0,785$$

## 2.9 Расчет показателей эффективности проекта

Срок окупаемости – это период (измеряемый в месяцах, кварталах или годах), начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами, это интервал времени, в течение которого общий объем капитальных затрат остаётся большим суммы амортизационных отчислений и прироста прибыли предприятия.

Соотношение между доходами и расходами по реализации проекта определяется показателем чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Если ЧДД больше нуля то все затраты по проекту окупаются доходами, т. е. данный проект инвестиций можно рекомендовать к практической реализации.

Чистый дисконтированный доход, млн руб.:

$$\text{ЧДД} = \sum_{n=0}^t \left( [(T - U_{\text{отп}}^3) \cdot W_{\text{отп}} \cdot (1 - H_{\text{пр}}) + U_a] \cdot \frac{1}{(1 + 0,1)^n} \right) - K \quad (2.16)$$

где  $K$  – стоимость строительства станции, млн руб.;

$U_{\text{отп}}^3$  – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч;

$W_{\text{отп}}$  – годовой отпуск энергии с шин станции, МВт·ч;

$H_{\text{пр}}$  – налоговая ставка на прибыль, %;

$n$  – текущий год;

$T = 2,48 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$  – тариф на отпущенный кВт·ч с учетом планируемой рентабельности;

Выручка от реализации электрической энергии составит, млн руб.:



$$\text{ВРП} = T \cdot W_{\text{отп}} \quad (2.18)$$

$$\text{ВРП} = 2,48 \cdot 793,3632 = 1967,54$$

Доход от основной деятельности, млн руб.:

$$D_{\text{осн}} = \text{ВРП} - C \quad (2.19)$$

где  $C$  – полная себестоимость производства и отпуска электрической энергии, млн руб.;

Полная себестоимость производства и отпуска электрической энергии, млн руб., рассчитывается по формуле:

$$C = U_{\text{отп}}^{\text{э}} \cdot W_{\text{отп}} \quad (2.20)$$

$$C = 0,818 \cdot 793,3632 = 648,971$$

$$D_{\text{осн}} = 1967,54 - 648,971 = 1318,57$$

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн руб.:

$$H_{\text{пр}} = D_{\text{осн}} \cdot 0,2 \quad (2.21)$$

$$H_{\text{пр}} = 1318,57 \cdot 0,2 = 263,714$$

Чистая прибыль считается по формуле, млн руб.:

$$\text{ЧП} = D_{\text{осн}} - H_{\text{пр}} \quad (2.22)$$

$$\text{ЧП} = 1318,57 - 263,714 = 1054,856$$

Чистый денежный поток, млн руб.:

$$\text{ЧДП} = \text{ЧП} + A \quad (2.23)$$

где  $A = \Delta U_a = 112,44$  – амортизационные отчисления, млн руб.;

$$\text{ЧДП} = 1054,856 + 112,44 = 1167,296$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом будет считаться по формуле:

$$\text{ЧДПНИ}_t = \text{ЧДПНИ}_{t-1} + \text{ЧДП}_t \quad (2.24)$$

где  $t$  – текущий год;

Дисконтированный денежный поток определяется по формуле:

$$\text{ДДП}_t = \frac{\text{ЧДП}_t}{(1 + r)^t} \quad (2.25)$$

где  $r = 0,1$  – норма дисконта;

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом определяется по формуле:

$$\text{ДДПНИ}_t = \text{ДДПНИ}_{t-1} + \text{ДДП}_t \quad (2.26)$$

Для определения простого срока окупаемости необходимо использовать данные ЧДП (чистого денежного потока) и ЧДПНИ (чистого денежного потока нарастающим итогом).

Для определения дисконтированного срока окупаемости необходимо использовать ДДП (дисконтированный денежный поток) и ДДПНИ (дисконтированный денежный поток нарастающим итогом).

Жизненный цикл проекта составляет 10 лет.

Расчет показателей эффективности инвестиций сведен в таблицу 2.

Таблица 2 – Показатели эффективности инвестиций

Показатели	Расчетный период										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток по инвестиционной деятельности (кап. вложения, млн.руб)	-1499,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Выручка от реализации, млн.руб.		1967,54	1967,54	1967,54	1967,54	1967,54	1967,54	1967,54	1967,54	1967,54	1967,54
Полная себестоимость, млн.руб.		648,971	648,971	648,971	648,971	648,971	648,971	648,971	648,971	648,971	648,971

Продолжение таблицы 2

Амортизационные отчисления, млн.руб.		112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4	112,4
Доход от основной деятельности, млн.руб.		1318,57	1318,57	1318,57	1318,57	1318,57	1318,57	1318,57	1318,57	1318,57	1318,57
Налог на прибыль, млн.руб		263,714	263,714	263,714	263,714	263,714	263,714	263,714	263,714	263,714	263,714
Чистая прибыль, млн.руб.		1054,856	1054,856	1054,856	1054,856	1054,856	1054,856	1054,856	1054,856	1054,856	1054,856
Денежный поток от основной деятельности, млн.руб		1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296
Чистый денежный поток, млн.руб.	-1499,15	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296	1167,296

Коэффициент дисконтирования, $\frac{1}{(1 + 0,1)^n}$		0,909	0,826	0,751	0,683	0,62	0,564	0,513	0,466	0,424	0,385
Чистый денежный поток нарастающим итогом	-1499,15	-332	835	2003	3170	4337	5505	6672	7839	9007	10174
Дисконтированный денежный поток	-1499,15	1067,17	964,7	877,01	797,28	724,79	658,9	599,01	544,55	495,04	409,13
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	-1499,15	-438	527	1404	2201	2926	3585	4184	4728	5223	5673

По итогу чистый дисконтированный доход проекта (ЧДД) составил ЧДД = 5673,377 млн руб. Простой срок окупаемости составил 1 год 3 месяца, тогда как дисконтированный срок окупаемости составил 1 год 5 месяцев.

Для определения внутренней нормы доходности необходимо найти такую норму дисконта, при которой значение чистого дисконтированного дохода проекта становится отрицательным (как можно ближе к нулю). При дисконтной ставке 80% ЧДД = -44,12 млн руб.

Таким образом, внутренняя норма доходности составляет, %:

$$\text{ВНД} = r_1 + \frac{\text{ЧДД}_{r_1}}{\text{ЧДД}_{r_1} - \text{ЧДД}_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) \quad (2.27)$$

где  $r_1 = 10\%$ , дисконтная ставка, принятая для проекта;

$r_2 = 80\%$ , дисконтная ставка, при которой ЧДД отрицательный;

$\text{ЧДД}_{r_1}$  – чистый дисконтированный доход проекта при дисконтной ставке

$r_1$ ;

$\text{ЧДД}_{r_2}$  – чистый дисконтированный доход проекта при дисконтной ставке

$r_2$ ;

$$\text{ВНД} = 0,1 + \frac{5673,377}{5673,377 + 44,12} \cdot (0,8 - 0,1) = 79,46$$

Резерв безопасности для рассматриваемого проекта можно принять на 10% меньше ВНД, что в итоге составит 69,46%.

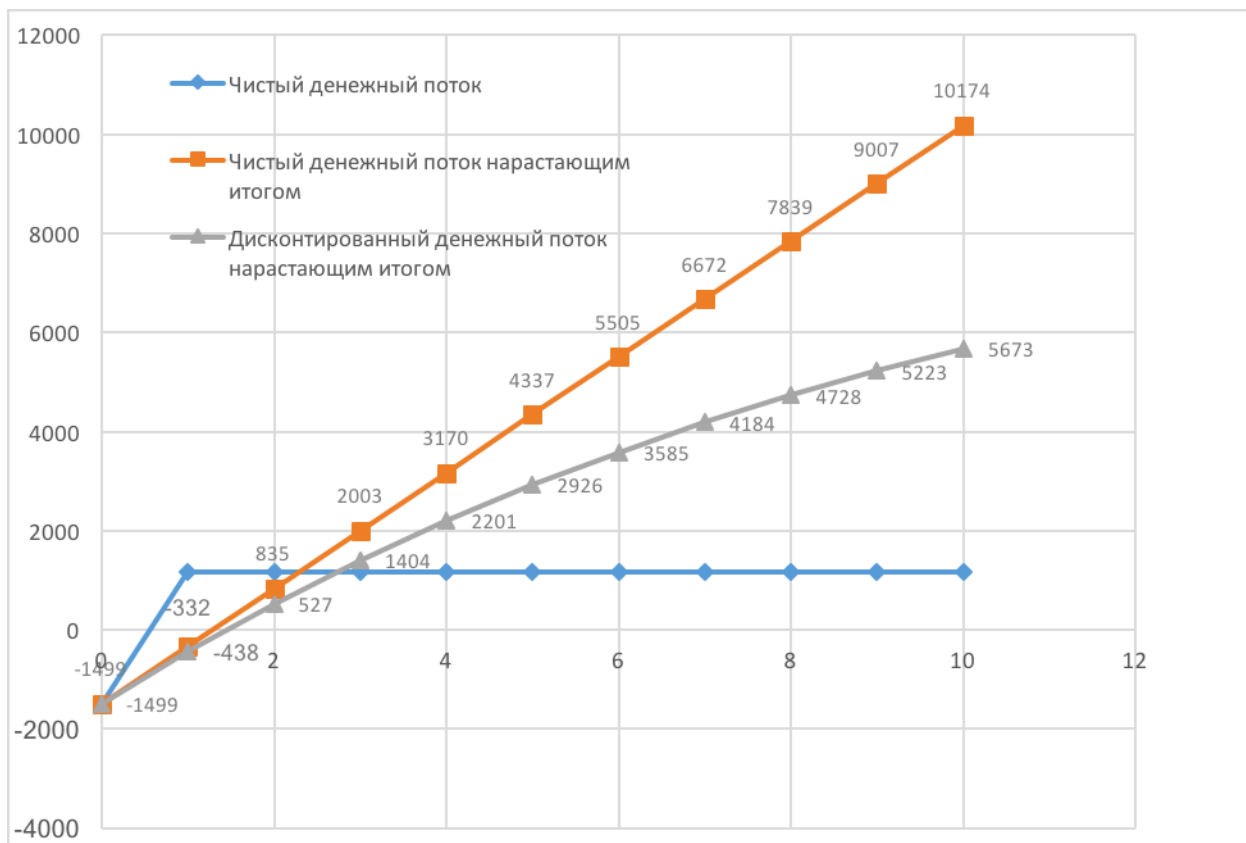


Рисунок 1 – Финансовый профиль проекта

После определения критериев оценки эффективности проекта можно сделать следующие выводы: проект является эффективным в виду того, что  $ЧДД > 0$ , мало рискованным, так как резерв безопасности по проекту составляет 69,46%, доходным, так как дисконтированный индекс доходности больше 1, инвестор получит 3,78 рублей прибыли на 1 рубль инвестиций. Простой срок окупаемости составил 1 год и 3 месяца, дисконтированный – 1 год и 5 месяцев.

Все критерии говорят о целесообразности реализации проекта.

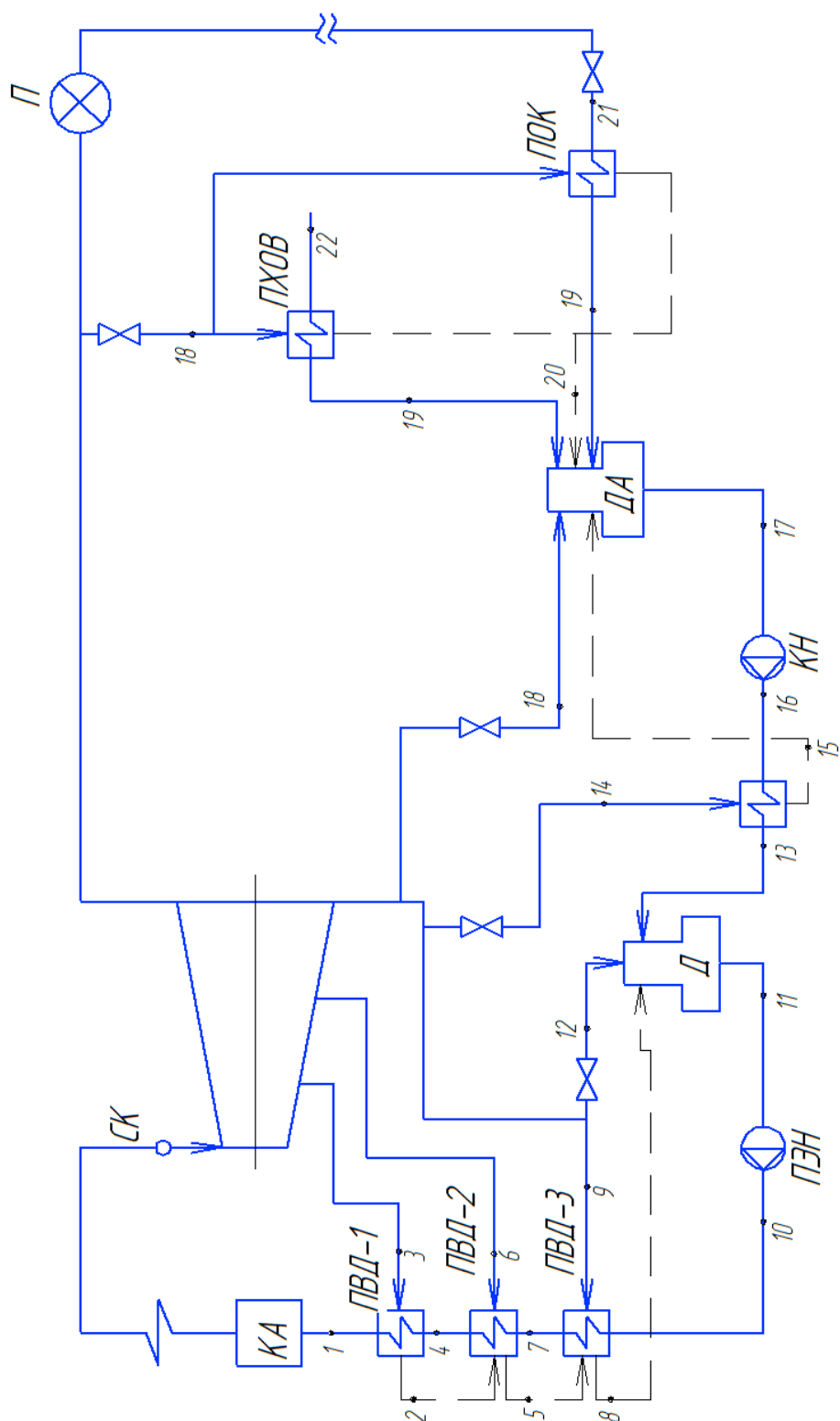
### 3 Основная часть

#### 3.1 Расчет тепловой схемы Р-100-130/15

Таблица 3 – Технические характеристики и исходные данные

Наименование	Значение
Тип	Р-100-130/15
Завод-изготовитель	УТЗ
Мощность номинальная, МВт	100
Мощность максимальная, МВт	107
Частота вращения, об/с	50
Давление свежего пара, МПа	12,75
Температура свежего пара, °С	555
Максимальная расход свежего пара, кг/с	225
Номинальное давление производственного отбора, МПа	1,18-2,06
Номинальный производственный отбор, кг/с	191,6
Число регенеративных отборов	3
Температура питательной воды, °С	240
Конечное давление, МПа	1,45
Тип парораспределения	Сопловое
Тип регулирующей ступени	Одновечечная
Число ступеней	Р+12
Длина последней лопатки, мм	127
Средний диаметр последний лопатки, мм	1127

Турбина Р-100-130 – это одноцилиндровый агрегат с сопловым парораспределением, одновечечной регулирующей ступенью и двенадцатью последовательно расположенными ступенями, разделенными на два потока противоположного направления. Подвод пара осуществляется в среднюю часть турбины через два стопорных и четыре регулирующих клапана. Последние расположены в паровых коробках, приваренных к корпусу цилиндра. Цельнокованный ротор турбины соединяется с ротором генератора полугибкой муфтой. Фикс-пункт турбины находится на раме заднего подшипника. К турбине подключены три ПВД, питаемых паром из отборов и выходного патрубка. В турбоустановке предусмотрен также деаэратор.



КА – котельный агрегат, ПВД – подогреватель высокого давления, ПЭН – питательный электронасос, Д – деаэратор, ДА – деаэратор атмосферный, ПХОВ – подогрев хим. очищенной воды, ПОК – подогрев обратного конденсата



Рисунок 2 – Принципиальная тепловая схема ПТУ Р-100-130/15

Температура воды в деаэраторе по давлению:

$$t_d = f(P_d) = 158,8 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3.1)$$

где  $P_d = 0,6$  МПа, давление в деаэраторе;

Нагрев воды в деаэраторе примем равным  $\Delta t_d = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Температура воды перед деаэратором будет равна,  $^{\circ}\text{C}$ :

$$t_{d, \text{вх}} = t_d - \Delta t_d = 158,8 - 10 = 148,8 \quad (3.2)$$

Определим нагрев воды в питательном насосе:

$$\Delta t_{\text{пн}} = \frac{(P_{\text{пн}}^{\text{вых}} - P_{\text{пн}}^{\text{вх}}) \cdot v_{\text{ср}} \cdot 1000}{\eta_{\text{пн}} \cdot C_{pv}} \quad (3.3)$$

где  $P_{\text{пн}}^{\text{вых}}$  – давление воды на выходе из ПН, МПа;

$P_{\text{пн}}^{\text{вх}}$  – давление воды на входе в ПН, МПа;

$v_{\text{ср}}$  – средний удельный объем,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

$\eta_{\text{пн}} = 0,75$  – КПД ПН;

$C_{pv}$  – средняя теплоемкость воды при сжатии,  $\text{кДж}/\text{кг}\cdot\text{K}$ ;

Давление воды на входе в ПН будет равным давлению воды в деаэраторе плюс подпор воды, который примем 2,5 атм:

$$P_{\text{пн}}^{\text{вх}} = P_d + 0,25 \quad (3.4)$$

$$P_{\text{пн}}^{\text{вх}} = 0,6 + 0,25 = 0,85 \text{ МПа}$$

Давление воды на выходе из ПН, МПа:

$$P_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}} = P_0 \cdot 1,33 \quad (3.5)$$

где  $P_0 = 12,75$  МПа, давление острого пара;

$$P_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}} = P_0 \cdot 1,33 = 12,75 \cdot 1,33 = 17$$

Средний удельный объем при заданных значениях давлений составит,  $\text{м}^3/\text{кг}$ :

$$v_{\text{ср}} = \frac{v_1 + v_2}{2} = \frac{0,001118 + 0,001769}{2} = 0,00144 \quad (3.6)$$

$$v_{\text{ср}} = \frac{0,001118 + 0,001769}{2} = 0,00144$$

Средняя теплоемкость воды при сжатии при данных значениях давлений составит,  $\text{кДж}/\text{кг}\cdot\text{К}$ :

$$C_{pv} = \frac{C_{pv1} + C_{pv2}}{2} \quad (3.7)$$

$$C_{pv} = \frac{4,3796 + 10,818}{2} = 7,6$$

Таким образом нагрев воды в ПН составит,  $^{\circ}\text{C}$ :

$$\Delta t_{\text{ПН}} = \frac{(17-0,85) \cdot 0,00144 \cdot 1000}{0,75 \cdot 7,6} = 4,1^{\circ}\text{C}$$

Определим температуру воды на выходе из ПН,  $^{\circ}\text{C}$ :

$$t_{\text{ПВ}}^{\text{ПН}} = t_{\text{д}} + \Delta t_{\text{ПН}} \quad (3.8)$$

$$t_{\text{ПВ}}^{\text{ПН}} = 158,8 + 4,1 = 162,9$$

Определим общий нагрев питательной воды во всех ПВД.

$$\Delta t_{\text{ПВД}}^{\text{общ}} = t_{\text{ПВД1}} - t_{\text{ПВ}}^{\text{ПН}} \quad (3.9)$$

где  $t_{\text{ПВД1}} = 240$  °С, Температура питательной воды после ПВД-1 по техническим характеристикам турбины;

$$\Delta t_{\text{ПВД}}^{\text{общ}} = 240 - 162,9 = 77,1$$

Рассчитаем температуру на выходе из каждого ПВД.

Нагрев воды в каждом ПВД примем одинаковым, °С:

$$\Delta t_{\text{ПВД}} = \frac{\Delta t_{\text{ПВД}}^{\text{общ}}}{n_{\text{ПВД}}} \quad (3.10)$$

где  $n_{\text{ПВД}} = 3$ , количество подогревателей высокого давления;

$$\Delta t_{\text{ПВД}} = \frac{77,1}{3} = 25,7$$

Для ПВД-2 температура будет равна, °С:

$$t_{\text{ПВД2}} = t_{\text{ПВД1}} - \Delta t_{\text{ПВД}} \quad (3.11)$$

$$t_{\text{ПВД2}} = 240 - 25,7 = 214,3$$

Для ПВД-3 температура будет равна, °С:

$$t_{\text{ПВД}3} = t_{\text{ПВД}2} - \Delta t_{\text{ПВД}} \quad (3.12)$$

$$t_{\text{ПВД}3} = 214,3 - 25,7 = 188,6$$

Определим температуру насыщения в ПВД, приняв недогрев до температуры насыщения 4°C.

Для ПВД-1 температура будет равна, °C:

$$t_{\text{Н}1} = t_{\text{ПВД}1} + \delta t \quad (3.13)$$

$$t_{\text{Н}1} = 240 + 4 = 244$$

Для ПВД-2 температура будет равна, °C:

$$t_{\text{Н}2} = t_{\text{ПВД}2} + \delta t \quad (3.14)$$

$$t_{\text{Н}2} = 214,3 + 4 = 218,3$$

Для ПВД-3 температура будет равна, °C:

$$t_{\text{Н}3} = t_{\text{ПВД}3} + \delta t \quad (3.15)$$

$$t_{\text{Н}3} = 188,6 + 4 = 192,6$$

Определим давление насыщения в ПВД по температуре насыщения.

Для ПВД-1 давление насыщения будет равно, МПа:

$$P_{\text{н.ПВД}1} = f(t_{\text{Н}1}) = 3,59 \quad (3.16)$$

Для ПВД-2 давление насыщения будет равно, МПа:

$$P_{\text{н.пвд2}} = f(t_{\text{н2}}) = 2,24 \quad (3.17)$$

Для ПВД-3 давление насыщения будет равно, МПа:

$$P_{\text{н.пвд3}} = f(t_{\text{н3}}) = 1,33 \quad (3.18)$$

Определим давление отборов с учетом потерь давления 10%.

Давление первого отбора, МПа:

$$P_{\text{от1}} = P_{\text{н.пвд1}} \cdot 1,1 \quad (3.19)$$

$$P_{\text{от1}} = 3,59 \cdot 1,1 = 3,949$$

Давление второго отбора, МПа:

$$P_{\text{от2}} = P_{\text{н.пвд2}} \cdot 1,1 \quad (3.20)$$

$$P_{\text{от2}} = 2,24 \cdot 1,1 = 2,464$$

Давление третьего отбора примем равное давлению на выхлопе турбины, МПа:

$$P_{\text{от3}} = 1,45 \quad (3.21)$$

Произведем расчет давления в питательном тракте, предварительно приняв распределение гидравлических потерь таким образом: 6% от разницы  $P_{\text{пн}}^{\text{вх}}$  и  $P_0$  в каждом ПВД, остальное – 82% в котельном агрегате.

$$P_{\text{пот}} = (P_{\text{пн}}^{\text{вх}} - P_0) \cdot 0,06 \quad (3.22)$$

$$P_{\text{пот}} = (17 - 12,75) \cdot 0,06 = 0,255 \text{ МПа}$$

Для ПВД-3 давление будет равно, МПа:

$$P_{\text{ПВД}3} = P_{\text{ПН}}^{\text{ВХ}} - P_{\text{ПОТ}} \quad (3.23)$$

$$P_{\text{ПВД}3} = 17 - 0,255 = 16,745$$

Для ПВД-2 давление будет равно, МПа:

$$P_{\text{ПВД}2} = P_{\text{ПВД-3}} - P_{\text{ПОТ}} \quad (3.24)$$

$$P_{\text{ПВД}2} = 16,745 - 0,255 = 16,49$$

Для ПВД-1 давление будет равно, МПа:

$$P_{\text{ПВД}1} = P_{\text{ПВД-2}} - P_{\text{ПОТ}} \quad (3.25)$$

$$P_{\text{ПВД}1} = 16,49 - 0,255 = 16,235$$

Для расчета атмосферного деаэратора необходимо определить температуру воды по давлению в нем, которое принимаем 0,12 МПа:

$$t_{\text{да}} = f(P_{\text{да}}) = 104,8 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3.26)$$

Нагрев воды в деаэраторе примем равным  $\Delta t_{\text{да}} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Температура воды перед деаэратором будет равна,  $^{\circ}\text{C}$ :

$$t_{\text{да.ВХ}} = t_{\text{да}} - \Delta t_{\text{да}} \quad (3.27)$$

$$t_{\text{да.ВХ}} = 104,8 - 10 = 94,8$$

Определим нагрев воды в конденсатном насосе:

$$\Delta t_{\text{кн}} = \frac{(P_{\text{кн}}^{\text{вых}} - P_{\text{кн}}^{\text{вх}}) \cdot v_{\text{ср}} \cdot 1000}{\eta_{\text{кн}} \cdot C_{pv}} \quad (3.28)$$

где  $P_{\text{кн}}^{\text{вых}}$  – давление воды на выходе из КН, МПа;

$P_{\text{кн}}^{\text{вх}}$  – давление воды на входе в КН, МПа;

$v_{\text{ср}}$  – средний удельный объем, м<sup>3</sup>/кг;

$\eta_{\text{кн}} = 0,75$  – КПД КН;

$C_{pv}$  – средняя теплоемкость воды при сжатии, кДж/кг·К;

Давление воды на входе в КН будет равным давлению воды в деаэраторе плюс подпор воды, который примем 2,5 атм:

$$P_{\text{кн}}^{\text{вх}} = P_{\text{да}} + 0,25 \quad (3.29)$$

$$P_{\text{кн}}^{\text{вх}} = 0,12 + 0,25 = 0,37 \text{ МПа}$$

Давление воды на выходе из КН, МПа:

$$P_{\text{кн}}^{\text{вых}} = P_{\text{д}} \cdot 1,1 \quad (3.30)$$

$$P_{\text{кн}}^{\text{вых}} = 0,6 \cdot 1,1 = 0,66$$

Средний удельный объем при заданных значениях давлений составит, м<sup>3</sup>/кг :

$$v_{\text{ср}} = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (3.31)$$

$$v_{cp} = \frac{0,001047 + 0,001105}{2} = 0,001076$$

Средняя теплоемкость воды при сжатии при данных значениях давлений составит, кДж/кг·К:

$$C_{pv} = \frac{C_{pv1} + C_{pv2}}{2} \quad (3.32)$$

$$C_{pv} = \frac{4,2229 + 4,3457}{2} = 4,28$$

Таким образом, нагрев воды в КН составит, °С:

$$\Delta t_{KH} = \frac{(0,66 - 0,37) \cdot 0,001076 \cdot 1000}{0,75 \cdot 4,28} = 0,1$$

Для расчета ПНД определим температуру воды на входе, которая равна температуре воды на выходе из атмосферного деаэратора плюс нагрев в КН, °С:

$$t_{ПНД}^{BX} = t_{да} + \Delta t_{KH} \quad (3.33)$$

$$t_{ПНД}^{BX} = 104,8 + 0,1 = 104,9$$

Гидравлические потери в ПНД следует принять, МПа:

$$P_{пот} = P_{KH}^{ВЫХ} - P_d \quad (3.34)$$

$$P_{пот} = 0,66 - 0,6 = 0,06$$



Температура на выходе из ПНД будет равна температуре  $t_{д.вх}$ . С учетом недогрева температура насыщения в ПНД будет равна, °С:

$$t_{н.пнд} = t_{д.вх} + \delta t \quad (3.35)$$

$$t_{н.пнд} = 148,8 + 4 = 152,8$$

При полученной температуре насыщения следует найти давление в ПНД и параметры воды и пара, полученные результаты занесены в таблицы 1 и 2.

Для расчета ПХОВ температуру выхода воды из ПХОВ примем равной температуре входа в атмосферный деаэратор, которая равняется 94,8 °С.

Температура химически очищенной воды на входе в ПХОВ следует принять 40 °С. На основе полученных параметров определим параметры воды и пара, полученные результаты занесены в таблицы 4 и 5.

Для расчета ПОК температуру воды на выходе примем равной температуре входа в атмосферный деаэратор, которая равняется 94,8 °С.

Температуре химически очищенной воды на входе в ПОК примем равной 60°С. На основе полученных параметров определим параметры воды и пара, результаты занесены в таблицы 4 и 5.

Произведем расчет энтальпий, полученные данные занесем в таблицы 1 и 2.

По полученным давлениям отборов и по начальным параметрам следует построить процесс расширения пара в турбине на h-S диаграмме, исходя из следующего алгоритма:

1. Найти точку пересечения изобары начального давления с изотермой начальной температуры
2. Приняв процесс адиабатным, необходимо найти энтальпию теоретической точки конца процесса

расширения, опустившись вертикально из первоначальной точки до изобары конечного давления

3. Зная теоретический теплоперепад, необходимо его умножить на внутренний относительный КПД турбины, который равен 0,88, полученное значение отнять от первоначальной точки, что позволит найти энтальпию конечной точки действительного процесса расширения.
4. Построить действительный процесс расширения, соединив начальную и конечную точки.
5. Определить точки отборов как пересечение изобар отборов с линией действительного процесса расширения

Все полученные результаты занесены в таблицы 4 и 5, диаграмма изображена на рисунке 3.

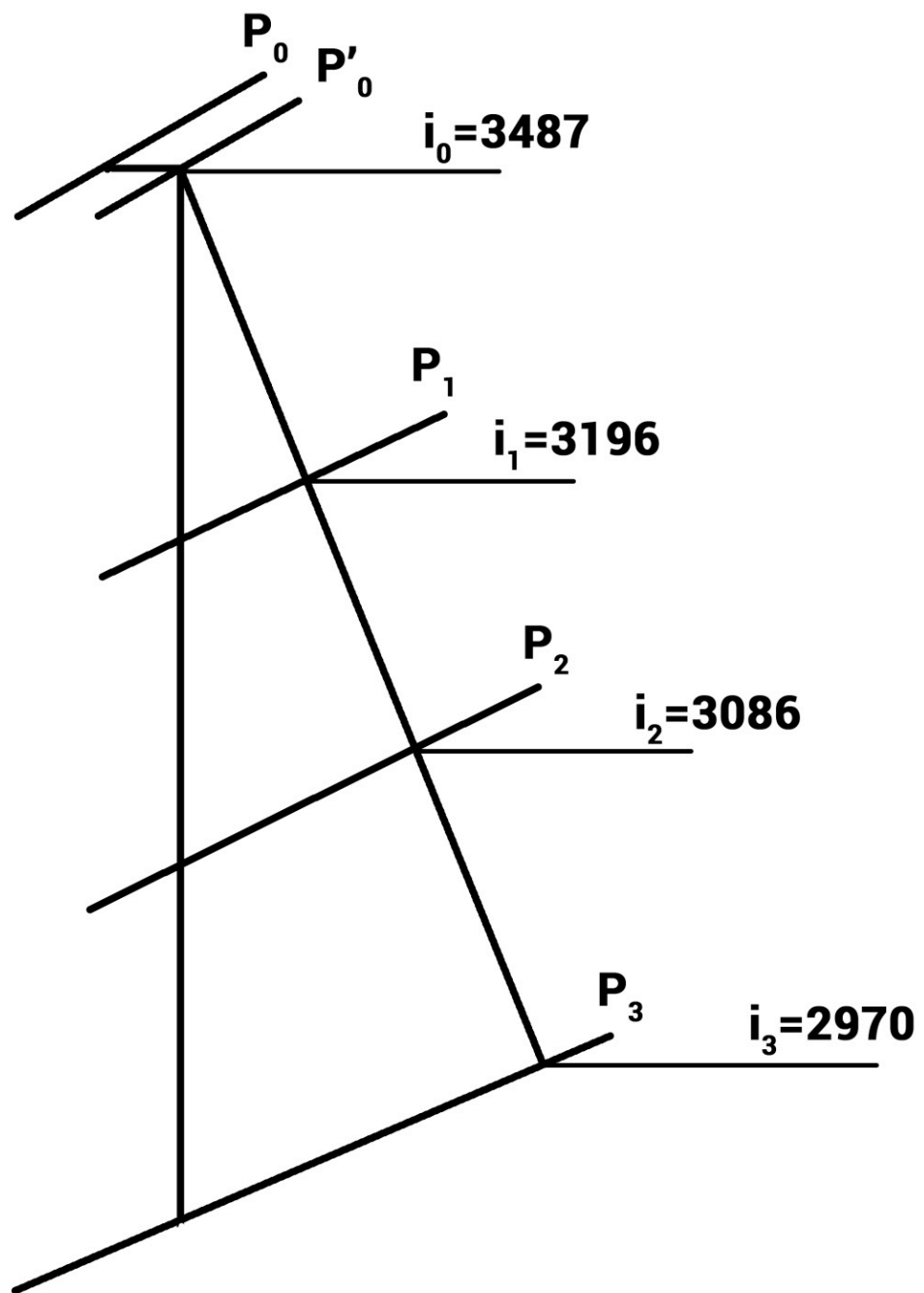


Рисунок 3 – Процесс расширения пара в турбине

Таблица 4 – Параметры отборного пара, пара в регенеративных подогревателях и питательной воды

Наименование	Параметры пара в отборах				Параметры пара в регенеративных подогревателях				Параметры питательной воды за рег. подогревателями		
	$P_{от},$ МПа	$t,$ °С	$h_{от},$ кДж/кг	$a$	$P_{п},$ МПа	$t_s,$ °С	$h_s,$ кДж/кг	$\delta t,$ °С	$t_{пв},$ °С	$P_{пв},$ МПа	$h_{пв},$ кДж/кг
Острый пар	12,75	555	3487								
Острый пар после дросселирования	12,11	552,5	3487								
Первый отбор	3,95	391,9	3196	0,0547	3,59	244	2802,5	4	240	16,235	1039,4
Второй отбор	2,46	331,8	3086	0,0497	2,24	218,3	2800,5	4	214,3	16,49	922,4
Третий отбор	1,45	269	2970	0,046	1,33	192,6	2787,2	4	188,6	16,745	808,9
Отбор в Д	1,45	269	2970	0,0062					158,8	0,85	670,5
Отбор в ПНД	1,45	269	2970	0,0678	0,51	152,8	2749	4	148,8	0,6	627,2
Отбор в ДА	1,45	269	2970	0,0097					104,8	0,37	439,6
Отбор в ПХОВ	1,45	269	2970	0,0181	0,12	104,8	2683,1	4	94,8	0,12	397,2
Отбор в ПОК	1,45	269	2970	0,0289	0,12	104,8	2683,1	4	94,8	0,12	397,2

Таблица 5 – Параметры рабочего тела в характерных точках

Номер п/п	Давление, МПа	Температура, °С	Энтальпия, кДж/кг
1	16,235	240	1039,4
2	3,59	244	1056,7
3	3,95	391,2	3196
4	16,49	214,3	922,4
5	2,24	218,3	935,8
6	2,46	331,8	3086
7	16,745	188,6	808,9
8	1,33	192,6	819,2
9	1,45	269	2970
10	17	162,9	697,8
11	0,85	158,8	670,5
12	1,45	269	2970
13	0,6	148,8	627,2
14	1,45	269	2970
15	0,51	152,8	644,4
16	0,66	104,9	440,2
17	0,37	104,8	439,6
18	1,45	269	2970
19	0,12	94,8	397,2
20	0,12	104,8	439,2
21	0,12	60	251,2
22	0,12	40	167,6

Необходимо произвести расчет относительных расходов пара в отборах.

Для ПВД-1:

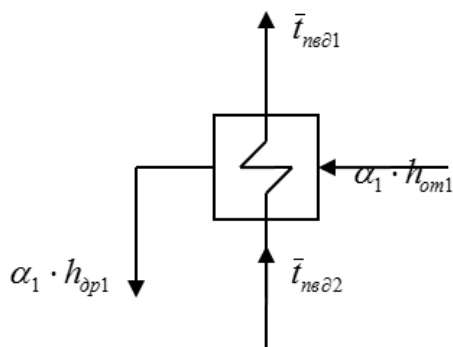


Рисунок 4 – Схема баланса для ПВД-1

Относительный расход для ПВД-1 в таком случае будет равняться:

$$a_1 = \frac{\bar{t}_{\text{пвд1}} - \bar{t}_{\text{пвд2}}}{h_{\text{от1}} - h_{\text{др1}}} \quad (3.36)$$

где  $\bar{t}_{\text{пвд1}}$  – энтальпия питательной воды на выходе из ПВД-1, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{пвд2}}$  – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-1, кДж/кг;

$h_{\text{от1}}$  – энтальпия пара первого отбора, кДж/кг;

$h_{\text{др1}}$  – энтальпия конденсата греющего пара после ПВД-1, кДж/кг;

$$a_1 = \frac{1039,4 + 922,4}{3196 - 1056,7} = 0,0547$$

Для ПВД-2:

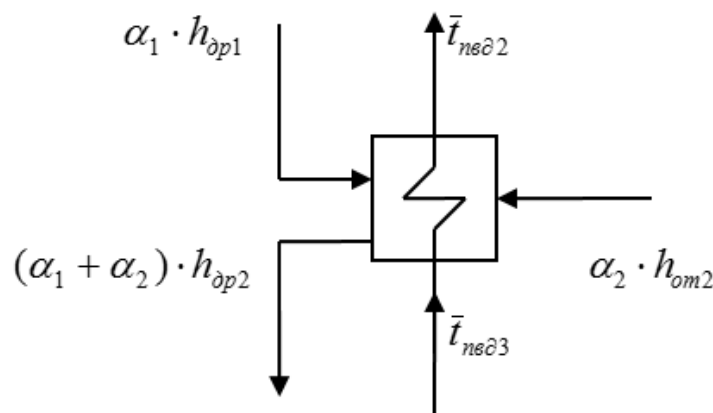


Рисунок 5 – Схема баланса для ПВД-2

Относительный расход для ПВД-2 в таком случае будет равняться:

$$a_2 = \frac{\bar{t}_{\text{пвд2}} - \bar{t}_{\text{пвд3}} + a_1 \cdot (h_{\text{др2}} - h_{\text{др1}})}{h_{\text{от2}} - h_{\text{др2}}} \quad (3.37)$$

где  $\bar{t}_{\text{пвд2}}$  – энтальпия питательной воды на выходе из ПВД-2, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{пвд}3}$  – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-2, кДж/кг;

$h_{\text{др}2}$  – энтальпия конденсата пара с ПВД-2, кДж/кг;

$h_{\text{др}1}$  – энтальпия конденсата пара с ПВД-1, кДж/кг;

$h_{\text{от}2}$  – энтальпия пара второго отбора, кДж/кг;

$$a_2 = \frac{924,4 - 808,9 + 0,0547 \cdot (935,8 - 1056,7)}{3086 - 935,8} = 0,0497$$

Для ПВД-3:

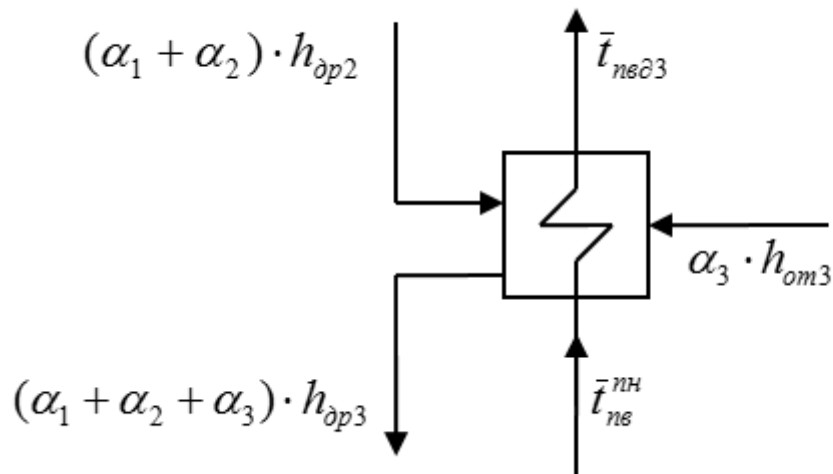


Рисунок 6 – Схема баланса для ПВД-3

Относительный расход для ПВД-3 в таком случае будет равняться:

$$a_3 = \frac{\bar{t}_{\text{пвд}3} - \bar{t}_{\text{пв}}^{\text{пн}} + (a_1 + a_2) \cdot (h_{\text{др}3} - h_{\text{др}2})}{h_{\text{от}3} - h_{\text{др}3}} \quad (3.38)$$

где  $\bar{t}_{\text{пвд}3}$  – энтальпия питательной воды после ПВД-3, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{пв}}^{\text{пн}}$  – энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3, кДж/кг;

$h_{\text{др}3}$  – энтальпия конденсата пара с ПВД-3, кДж/кг;

$h_{др2}$  – энтальпия конденсата пара с ПВД-2, кДж/кг;

$h_{от3}$  – энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг;

$$a_3 = \frac{808,9 - 697,8 + (0,0547 + 0,0497) \cdot (819,2 - 935,8)}{2970 - 819,2} = 0,046$$

Для деаэратора:

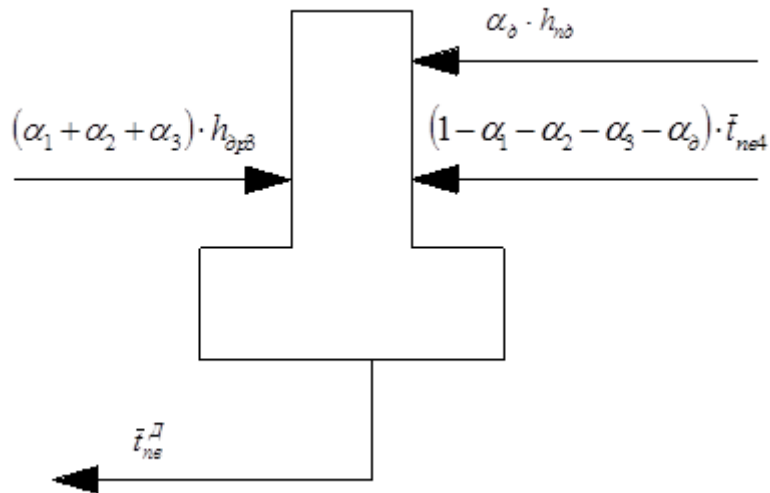


Рисунок 7 – Схема баланса для деаэратора

Относительный расход для деаэратора в таком случае будет равняться:

$$a_d = \frac{\bar{t}_{пв}^Д - (a_1 + a_2 + a_3) \cdot h_{др3} - (1 - a_1 - a_2 - a_3) \cdot \bar{t}_{пв4}}{h_{от3} - \bar{t}_{пв4}} \quad (3.39)$$

где  $\bar{t}_{пв}^Д$  – энтальпия воды после деаэратора, кДж/кг;

$h_{др3}$  – энтальпия конденсата пара с ПВД-3, кДж/кг;

$\bar{t}_{пв4}$  – энтальпия воды на входе в деаэратор, кДж/кг;

$h_{от3}$  – энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг;



$$a_d = \frac{670,5 - (0,0547 + 0,0497 + 0,046) \cdot 819,2 - (1 - 0,0547 - 0,0497 - 0,046) \cdot 627,2}{2970 - 627,2} = 0,0062$$

Для ПНД:

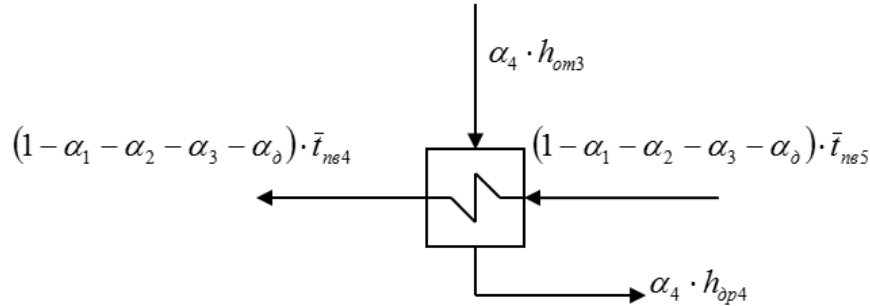


Рисунок 8 – Схема баланса для ПНД

Относительный расход для ПНД в таком случае будет равняться:

$$a_4 = \frac{(1 - a_1 - a_2 - a_3 - a_d) \cdot (\bar{t}_{пв4} - \bar{t}_{пв5})}{h_{от3} - h_{др4}} \quad (3.40)$$

где  $\bar{t}_{пв4}$  – энтальпия воды на выходе из ПНД, кДж/кг;

$\bar{t}_{пв5}$  – энтальпия воды на входе в ПНД, кДж/кг;

$h_{от3}$  – энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг;

$h_{др4}$  – энтальпия конденсата пара с ПНД, кДж/кг;

$$a_4 = \frac{(1 - 0,0547 - 0,0497 - 0,046 - 0,0062) \cdot (627,2 - 440,2)}{2970 - 644,4} = 0,0678$$

Относительный расход ХОВ, которая добавляется в цикл для восполнения потерь рабочего тела  $a_{хов} = 0,2$ .

Для ПХОВ:

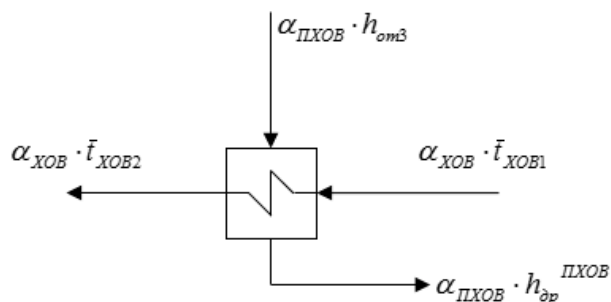


Рисунок 9 – Схема баланса для ПХОВ

Относительный расход для ПХОВ в таком случае будет равняться:

$$a_{ПХОВ} = \frac{a_{ХОВ} \cdot (\bar{t}_{ХОВ2} - \bar{t}_{ХОВ1})}{h_{от3} - h_{др}^{ПХОВ}} \quad (3.41)$$

где  $\bar{t}_{ХОВ2}$  – энтальпия воды после ПХОВ, кДж/кг;

$\bar{t}_{ХОВ1}$  – энтальпия воды на входе в ПХОВ, кДж/кг;

$h_{от3}$  – энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг;

$h_{др}^{ПХОВ}$  – энтальпия пара после ПХОВ, кДж/кг;

$$a_{ПХОВ} = \frac{0,2 \cdot (397,2 - 167,6)}{2970 - 439,2} = 0,0181$$

Для ПОК в виду того, что обратный конденсат поступает в количестве 50% от пара, отбираемого на производство, то  $a_{ок} = 0,5$ .

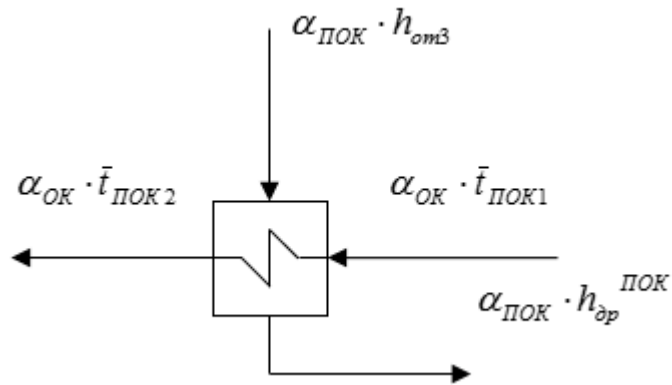


Рисунок 10 – Схема баланса для ПОК

Относительный расход для ПОК в таком случае будет равняться:

$$a_{\text{ПОК}} = \frac{a_{\text{ОК}} \cdot (\bar{t}_{\text{ПОК2}} - \bar{t}_{\text{ПОК1}})}{h_{\text{от3}} - h_{\text{др}}^{\text{ПОК}}} \quad (3.42)$$

где  $\bar{t}_{\text{ПОК2}}$  – энтальпия обратного конденсата после ПОК, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{ПОК1}}$  – энтальпия обратного конденсата на входе в ПОК, кДж/кг;

$h_{\text{от3}}$  – энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг;

$h_{\text{др}}^{\text{ПОК}}$  – энтальпия пара после ПОК, кДж/кг;

$$a_{\text{ПОК}} = \frac{0,5 \cdot (397,2 - 251,2)}{2970 - 439,2} = 0,0286$$

Для атмосферного деаэратора:

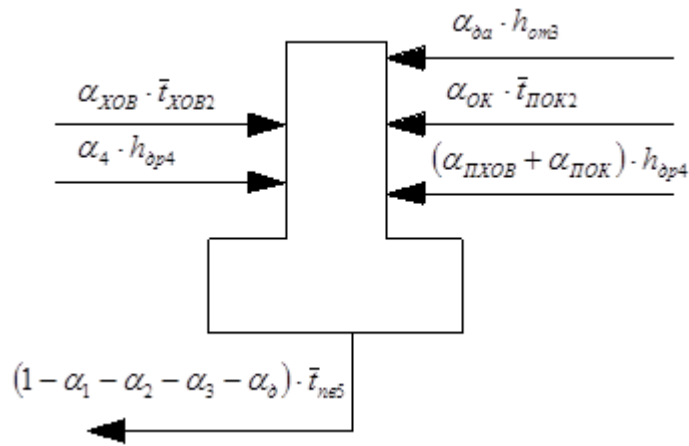


Рисунок 11 – Схема баланса для атмосферного деаэратора

Относительный расход для ДА в таком случае будет равняться:

$$a_{\text{да}} = \frac{(1 - a_1 - a_2 - a_3 - a_{\text{д}}) \bar{t}_{\text{пв5}} - a_{\text{хов}} \cdot \bar{t}_{\text{хов2}} - a_4 \cdot h_{\text{др4}} - a_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{пок2}} - (a_{\text{пхов}} + a_{\text{пок}}) \bar{t}_{\text{др4}}}{h_{\text{от3}}} \quad (3.43)$$

где  $\bar{t}_{\text{пв5}}$  – энтальпия воды после ДА, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{хов2}}$  – энтальпия воды после ПХОВ, кДж/кг;

$h_{\text{др4}}$  – энтальпия конденсата пара с ПНД, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{пок2}}$  – энтальпия обратного конденсата после ПОК, кДж/кг;

$h_{\text{от3}}$  – энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг;

$$a_{\text{да}} = \frac{(1 - 0,1566)440,2 - 0,2 \cdot 397,2 - 0,0678 \cdot 644,4 - 0,5 \cdot 397,2 - (0,047) \cdot 2}{2970} = 0,0097$$

Далее необходимо произвести расчет работы и расхода пара в турбину.

Для этого найдем сумму относительных отборов на выхлопе турбины:

$$a_{\text{вых}} = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + a_{\text{д}} + a_{\text{да}} + a_{\text{пок}} + a_{\text{пхов}} \quad (3.44)$$

$$a_{\text{вых}} = 0,0547 + 0,0497 + 0,046 + 0,0678 + 0,0062 + 0,0097 + 0,0286 + 0,0181 = 0,1767$$

Работа расширения пара в турбине, кДж/кг:

$$L = 1 \cdot (h_0 - h_{от1}) + (1 - a_1) \cdot (h_{от1} - h_{от2}) + (1 - a_1 - a_2) \cdot (h_{от2} - h_{от3}) \quad (2.45)$$

$$L = (3487 - 3196) + (1 - 0,0547) \cdot (3196 - 3086) + (0,8956) \cdot (3086 - 2970) = 534,74$$

Расход пара в турбине, кг/с:

$$D_0 = \frac{N_{\text{э}} \cdot 10^3}{L \cdot \eta_{oi}} \quad (3.46)$$

$$D_0 = \frac{100000 \cdot 10^3}{534,74 \cdot 0,88} = 208,99$$

Погрешность составляет, %:

$$D_0 = \frac{D_0 - D_{\text{ном}}}{D_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (3.47)$$

$$D_0 = \frac{208,99 - 211,11}{211,11} \cdot 100 = 0,9$$

Необходимо определить расход пара в каждом отборе.

Расход пара в первом отборе, кг/с:

$$D_1 = D_0 \cdot a_1 \quad (3.48)$$

$$D_1 = 208,99 \cdot 0,0547 = 11,43$$

Расход пара во втором отборе, кг/с:

$$D_2 = D_0 \cdot a_2 \quad (3.49)$$

$$D_2 = 208,99 \cdot 0,0497 = 10,39$$

Расход пара в третьем отборе, кг/с:

$$D_3 = D_0 \cdot a_3 \quad (3.50)$$

$$D_3 = 208,99 \cdot 0,046 = 9,61$$

Расход пара на ПНД, кг/с:

$$D_{\text{ПНД}} = D_0 \cdot a_4 \quad (3.51)$$

$$D_{\text{ПНД}} = 208,99 \cdot 0,0678 = 14,17$$

Расход пара на деаэратор, кг/с:

$$D_{\text{д}} = D_0 \cdot a_{\text{д}} \quad (3.52)$$

$$D_{\text{д}} = 208,99 \cdot 0,00616 = 1,29$$

Расход пара на атмосферный деаэратор, кг/с:

$$D_{\text{да}} = D_0 \cdot a_{\text{да}} \quad (3.53)$$

$$D_{\text{да}} = 208,99 \cdot 0,0097 = 1,46$$

Расход пара на подогреватель ХОВ, кг/с:

$$D_{\text{ПХОВ}} = D_0 \cdot a_{\text{ПХОВ}} \quad (3.54)$$

$$D_{\text{ПХОВ}} = 208,99 \cdot 0,01814 = 3,79$$

Расход пара на подогреватель обратного конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ПОК}} = D_0 \cdot a_{\text{ПОК}} \quad (3.54)$$

$$D_{\text{пок}} = 208,99 \cdot 0,0288 = 6,04$$

Расход пара на выхлопе турбины, кг/с:

$$D_{\text{выхлоп}} = D_0 - D_1 - D_2 - D_3 - D_{\text{пнд}} - D_{\text{д}} - D_{\text{да}} - D_{\text{пхов}} - D_{\text{пок}} \quad (3.55)$$

$$D_{\text{выхлоп}} = 208,99 - 11,43 - 10,39 - 9,61 - 14,17 - 1,29 - 1,46 - 3,79 - 6,04 = 150,81$$

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$Q_{\text{ту}} = D_{\text{т}} \cdot (i_0 - \bar{t}_{\text{пв}}) \quad (3.56)$$

где  $D_{\text{т}}$  – расход пара на турбоустановку, кг/с;

$i_0$  – энтальпия пара на входе в турбину, кДж/кг;

$\bar{t}_{\text{пв}}$  – энтальпия питательной воды, кДж/кг;

$$Q_{\text{ту}} = 208,99 \cdot (3487 - 1039,4) = 511523,924$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии принимается  $Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{ту}} = 511523,924$  кВт.

Тепловая нагрузка котла принимается равной расходу тепла на турбоустановку  $Q_{\text{пе}} = Q_{\text{ту}} = 511523,924$  кВт.

Полный расход натурального топлива считается по формуле, кг/с:

$$B = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{пг}}} \quad (3.57)$$

где  $Q_{\text{р}}^{\text{н}} = 15280$  кДж/кг – теплота сгорания угля;

$\eta_{\text{пг}} = 0,91$  – КПД котла;

$$B = \frac{511523,924}{15280 \cdot 0,91} = 36,787$$

Полный расход условного топлива считается по формуле, кг/с:

$$B_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{р.усл}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{пг}}} \quad (3.58)$$

где  $Q_{\text{р.усл}}^{\text{н}} = 29310$  кДж/кг – теплота сгорания угля;

$$B_{\text{усл}} = \frac{511523,924}{29310 \cdot 0,91} = 19,18$$

Принимая мощность собственных нужд блока 4%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_{\text{э}} - e_{\text{с.н.}} \cdot W \quad (3.59)$$

где  $W_{\text{э}}$  – мощность, снимаемая с шин генератора, кВт;

$e_{\text{с.н.}}$  – доля собственных нужд блока, %;

$$W_{\text{отп}} = 100000 - 0,04 \cdot 100000 = 96000$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч):

$$b_{\text{т}} = \frac{B}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 \quad (3.59)$$

$$b_{\text{т}} = \frac{36,787}{96000} \cdot 3600 = 1,38$$



## 3.2 Внедрение технологии использования низкопотенциального тепла

### 3.2.1 Информация об органическом цикле Ренкина

Органический цикл Ренкина является циклом Ренкина, где в качестве рабочего тела используется не водяной пар, а органические жидкости. Преимущества таких установок, работающих на данном цикле, заключаются в том, что они способны восстанавливать сбросное низкопотенциальное тепло с температурой 200-300°C при низком давлении, что повышает безопасность системы в целом, низкие эксплуатационные расходы и автономность работы.

Эффективность цикла напрямую зависит как от температуры низкопотенциального источника тепла, так и от температуры охлаждающего источника. Зависимость термического КПД ОРЦ от температуры источника тепла при условии, что температура холодного источника будет равна 16°C, приведена на рисунке 12.

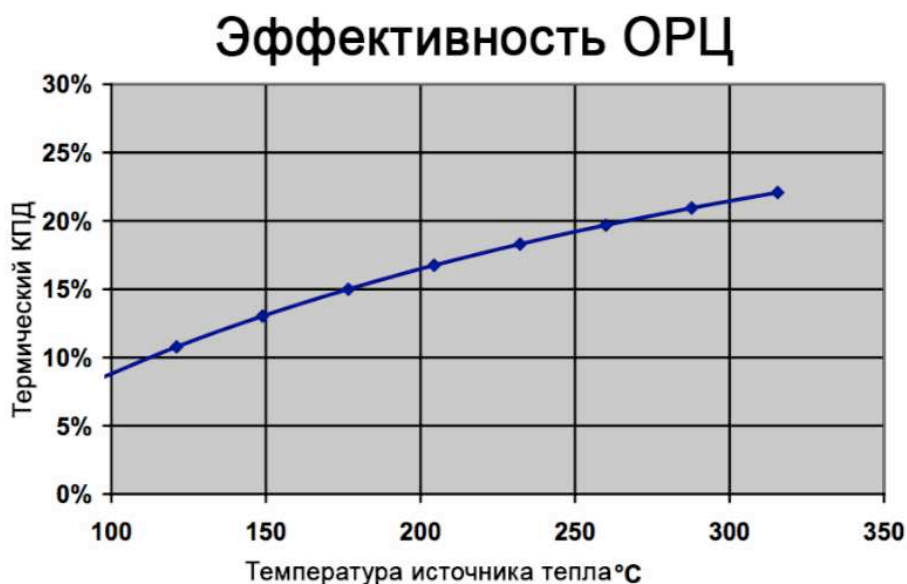
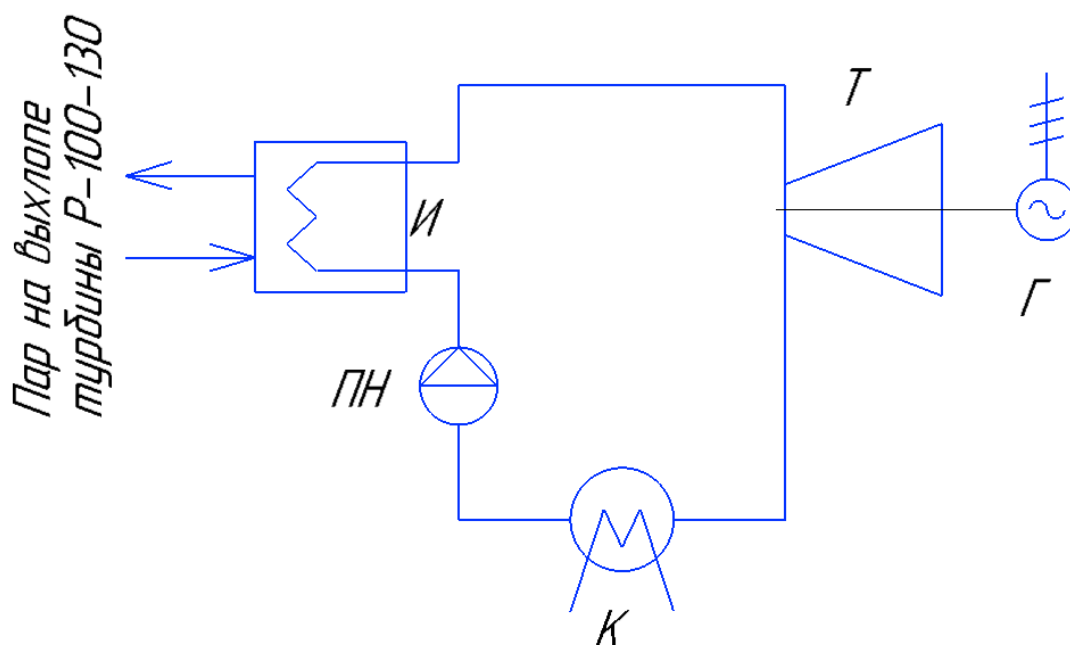


Рисунок 12 – Зависимость термического КПД ОРЦ от температуры источника тепла

В настоящей работе рассматривается способ утилизации низкопотенциального тепла пара на выхлопе из турбины Р-100-130. Это позволит вырабатывать дополнительную электрическую энергию на Красноярской ТЭЦ-1, а также сделать турбину Р-100 независимой от потребителя пара.

Принципиальная схема органического цикла Ренкина представлена на рисунке 13. Она содержит: испаритель, генератор, конденсатор, питательный насос. Источник тепла, в качестве которого выступает пар на выхлопе из турбины Р-100, подается в испаритель, где отдает тепловую энергию рабочему телу. Насос подает рабочее тело в жидком состоянии в испаритель, где оно испаряется при высоком давлении, после чего оно поступает в турбину, где расширяясь, совершает работу. Вал турбины вращается и приводит в действие электрогенератор. Отработанный пар поступает в конденсатор, где происходит процесс конденсации. Далее рабочее тело в жидком состоянии подается в насос и цикл замыкается.



И – испаритель фреона, ПН – питательный насос, К – конденсатор, Т – турбины, Г - генератор

Рисунок 13 – Схема ОЦР контура

### 3.2.2 Расчет модуля на Органическом цикле Ренкина

Параметры низкопотенциального источника тепла, необходимые для расчетов, приведены в таблице

Таблица 6 – параметры низкопотенциального источника тепла

Расход пара, кг/с	Давление пара на выхлопе турбины, МПа	Температура конденсации на входе, °С	Температура конденсата на выходе, °С
150,81	1,45	196	60

При помощи программного пакета, разработанного в качестве индивидуального задания, описанного в разделе 4, был произведен расчет и найдено оптимальное рабочее тело фреон R142b с температурой испарения 192 °С, недогрев составил 4 °С.

КПД ОЦР установки находится по следующей формуле:

$$\eta_{\text{оцр}} = \frac{h_{23} - h_{24}}{h_{23} - h_{26}} \quad (3.60)$$

где  $h_{23}$  – энтальпия насыщенного пара, кДж/кг;

$h_{24}$  – энтальпия пара после на выходе ОЦР турбины, кДж/кг;

$h_{26}$  – энтальпия жидкости на входе в испаритель, кДж/кг;

Энтальпия насыщенного пара, кДж/кг, определяется по температуре испарения рабочего тела и степени сухости 1.

$$h_{23} = f(t_{\text{исп}}, x_1) = 541,84 \quad (3.61)$$

где  $t_{\text{исп}} = 192$  °С – температура испарения рабочего тела, принимается как разность температур конденсации пара при давлении  $P = 1,45$  МПа и недогрев, принимаемый  $\delta = 4$  °С;

$x_1 = 1$  – степень сухости рабочего тела;

Энтальпия пара на выходе ОЦР турбины, кДж/кг, определяется по формуле:

$$h_{24} = h_{23} - (h_{23} - h_{24\text{ад}}) \cdot \eta_{oi} \quad (3.62)$$

где  $h_{24\text{ад}}$  – энтальпия пара на выходе ОЦР турбины при теоретическом процессе расширения;

$\eta_{oi} = 0,9$  – КПД ОЦР турбины;

При теоретическом расширении энтальпия находится как функция:

$$h_{24\text{ад}} = f(s_1, P_{\text{конд}}) = 469,382 \quad (3.63)$$

где  $s_{23} = 1,87$  кДж/кг · К – энтропия теоретического процесса расширения;

$P_{\text{конд}} = 0,1329$  МПа – давление рабочего тела в конденсаторе;

По итогу энтальпия пара на выходе ОЦР турбины, кДж/кг:

$$h_{24} = 541,84 - (541,84 - 469,382) \cdot 0,9 = 477,40$$

Энтальпия жидкости на входе в испаритель, кДж/кг, определяется как функция:

$$h_{26} = f(P_{23}, s_{25}) = 245,98 \quad (3.64)$$

где  $P_{23} = 1,3529$  МПа – давление рабочего тела после насоса, определяется как функция  $f(t_{\text{исп}}, x_0)$ ;

$s_{25} = 1,16 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$  – энтропия рабочей жидкости после конденсации, определяется как функция  $f(P_{\text{конд}}, x_0)$ ;

В результате КПД ОЦР получился:

$$\eta_{\text{оцр}} = \frac{541,84 - 477,40}{541,84 - 245,98} = 0,21$$

Мощность ОЦР установке находится по формуле, МВт:

$$N_{\text{оцр}} = Q_{\text{исп}} \cdot \eta_{\text{оцр}} \quad (3.65)$$

где  $Q_{\text{исп}}$  – мощность теплового потока в испарителе ОЦР контура, МВт;

Мощность теплового потока в испарителе ОЦР контура, МВт, определяется по формуле:

$$Q_{\text{исп}} = D_{\text{вых}} \cdot (\bar{t}_{\text{вх.тепл}} - \bar{t}_{\text{вых.тепл}}) \cdot \eta_{\text{исп}} \quad (3.66)$$

где  $D_{\text{вых}} = 150,81 \text{ кг/с}$  – расход теплоносителя;

$\bar{t}_{\text{вх.тепл}} = 834,41 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия теплоносителя на входе в испаритель, определяется как функция  $f(P_{\text{вх.тепл}}, t_{\text{вх.тепл}})$ , где  $P_{\text{вх.тепл}} = 1,45 \text{ МПа}$ ,  $t_{\text{вх.тепл}} = 196 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\bar{t}_{\text{вых.тепл}} = 252,355 \text{ кДж/кг}$  – энтальпия теплоносителя на выходе из испарителя, определяется как функция  $f(P_{\text{вых.тепл}}, t_{\text{вых.тепл}})$ , где  $P_{\text{вых.тепл}} = 1,45 \text{ МПа}$ ,  $t_{\text{вых.тепл}} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\eta_{\text{исп}} = 0,98$  – КПД испарителя;

В конечном счете, мощность теплового потока в испарителе ОЦР контура, МВт:

$$Q_{\text{исп}} = 150,81 \cdot (834,414 - 252,355) \cdot 0,98 = 86$$

Мощность ОЦР установки, МВт:

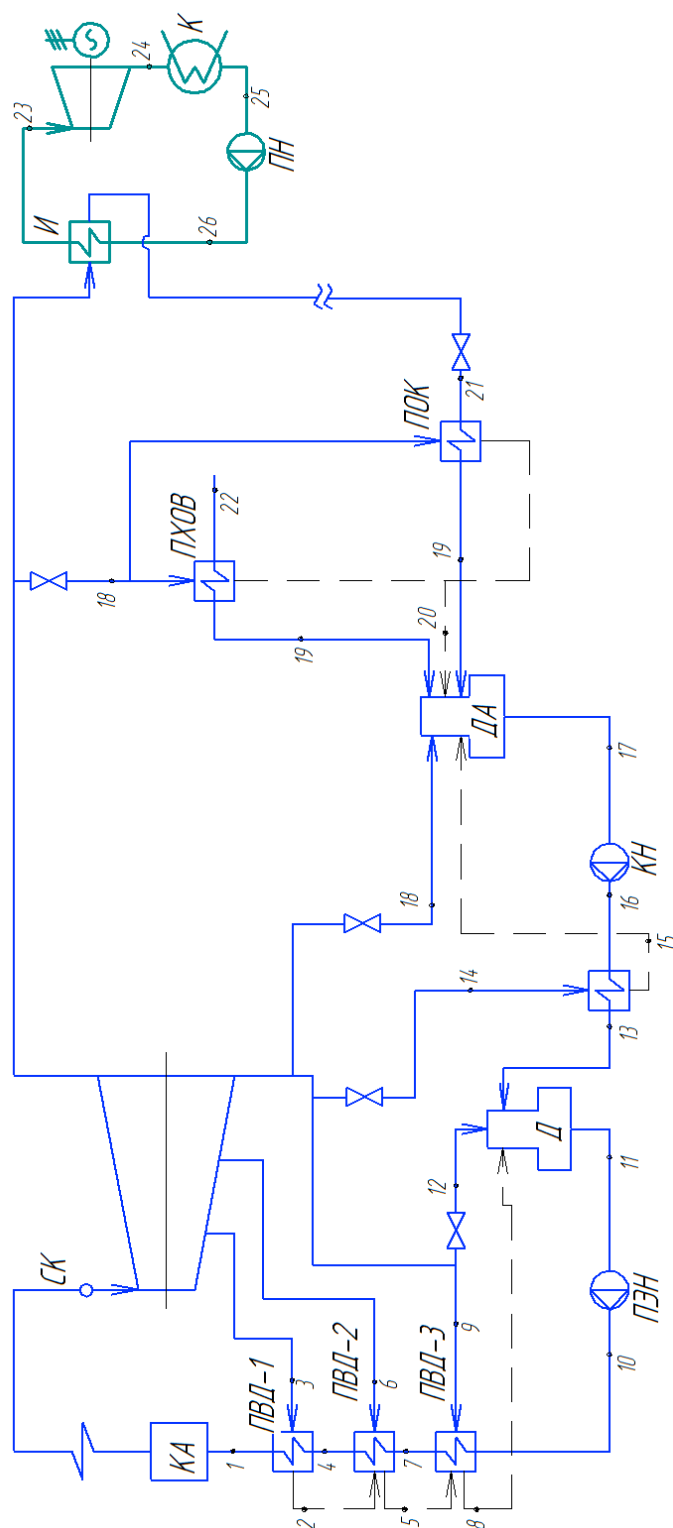
$$N_{\text{оцр}} = 86 \cdot 0,21 = 18,06$$

Значения параметров рабочего тела в ОЦР контуре приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры рабочего тела в ОЦР контуре

Номер точки	Температура, °С	Давление, МПа	Энтальпия, кДж/кг	Энтропия, кДж/(кг · К)
23	192	3,508	541,84	1,87
24	55,14	0,133	477,4	1,89
25	40	0,133	245,98	1,16
26	40	3,508	248,77	1,16





КА – котельный агрегат, ПВД – подогреватель высокого давления, ПЭН – питательный электронасос, Д – деаэратор, ДА – деаэратор атмосферный, ПХОВ – подогрев хим. очищенной воды, ПОК – подогрев обратного конденсата, И – испаритель фреона, К – конденсатор, ПН – питательный насос

Рисунок 14 – Принципиальная тепловая схема ПТУ Р-100-130/15 с ОЦР модулем



## 4 Индивидуальное задание

### 4.1 Описание программного пакета

В качестве индивидуального задания был разработан программный пакет, позволяющий автоматизировать расчет модуля, работающего на органическом цикле Ренкина, внедряемого в качестве технологии утилизации низкопотенциального тепла пара на выхлопе турбины Р-100-130.

В качестве языка программирования был выбран Python версии 3 по причине того, что язык является современным, поддерживает парадигму объектно-ориентированного программирования, на которой базируется сам программный пакет, а также позволяет создавать кроссплатформенные приложения, работа которых не зависит от операционной системы.

В качестве опорной базы данных термодинамических свойств веществ использовалась библиотека CoolProp[7], включающая в себя 122 вещества. Перечень всех веществ, включенных в программу, представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Список веществ, включенных в программу

Вещества				
Helium	R41	Isohexane	R1233zd(E)	R143a
ParaHydrogen	R141b	n-Heptane	Ethanol	D4
DimethylEther	n-Undecane	IsoButene	R134a	HydrogenSulfide
cis-2-Butene	R113	Dichloroethane	MM	Ammonia
R1234ze(E)	R407C	Air	R142b	R236FA
CarbonMonoxide	R21	R22	IsoButane	OrthoHydrogen
MD4M	R410A	m-Xylene	n-Octane	R13
CarbonDioxide	Water	Xenon	Ethylene	n-Dodecane
DimethylCarbonate	CycloHexane	SulfurHexafluoride	R23	Propylene
Novec649	HeavyWater	Methanol	Krypton	MethylOleate
1-Butene	Neopentane	R507A	R32	OrthoDeuterium
CarbonylSulfide	n-Hexane	o-Xylene	Deuterium	R115
R114	Toluene	R124	R152A	Cyclopentane
MethylLinoleate	HydrogenChloride	R40	MethylStearate	n-Nonane
Argon	Nitrogen	MethylPalmitate	RC318	R227EA
R11	R365MFC	CycloPropane	n-Decane	EthylBenzene
R245ca	R161	ParaDeuterium	Propyne	MD3M
Fluorine	Neon	D5	Acetone	R123

Продолжение таблицы 8

MD2M	SulfurDioxide	Benzene	p-Xylene	MethylLinolena te
trans-2-Butene	EthyleneOxide	MDM	Oxygen	Methane
R12	R1234ze(Z)	HFE143m	R13I1	R218
R116	D6	n-Pentane	R245fa	R1234yf
SES36	R14	R404A	DiethylEther	n-Propane
n-Butane	R236EA	R125	Ethane	Hydrogen
Isopentane	NitrousOxide			

Функционал программного пакета разделен на три вкладки. В первой вкладке он позволяет получать информацию о веществах: давление, температуру и плотность выбранного вещества в критической точке, минимальные и максимальные давления и температуры, молярную массу, потенциал глобального потепления, характерный для органических жидкостей, и класс взрывоопасности. Пример работы описанного функционала показан на рисунке 15.

Информация о веществе

Выбрать вещество

R141b

Получить информацию о веществе

Характеристика для R141b

Параметр	Значение	Единица измерения
Критическое давление	42.12	Бар
Критическая температура	204.35	°C
Критическая плотность	458.5595	кг/м <sup>3</sup>
Минимальное давление	0.0001	Бар
Максимальное давление	4000.0	Бар
Минимальная температура	-103.47	°C
Максимальная температура	226.85	°C
Молярная масса	0.1169	кг/мол
ПГП на 20 лет	2250.0	
ПГП на 100 лет	725.0	
ПГП на 500 лет	220.0	
Класс взрывоопасности	1.0	

Рисунок 15 – Вкладка программы «Информация о веществах»

Для получения значения параметров достаточно выбрать интересующее вещество из списка и нажать на кнопку «Получить информацию о веществе».

Также в программу встроен «калькулятор свойств», который позволяет по двум введенным параметрам искать оставшиеся параметры, приведенные на рисунке 16.

### Калькулятор свойств

**Выбрать вещество**

1-Butene

**Выберите параметр**

Давление (P)

**Введите число**

**Ед изм**

Па

**Выберите параметр**

Давление (P)

**Введите число**

**Ед изм**

К

Посчитать

### Результат для R141b

Параметр	Значение	Единица измерения
Давление	3508000.0	Па
Температура	465.15	Кельвин
Энтальпия	541.8458091	кДж/кг
Энтропия	1.8726762000000001	кДж/(кг*К)
Удельный объем	0.0048	м <sup>3</sup> /кг
Плотность	209.9925	кг/м <sup>3</sup>
Степень сухости	-1.0	
Состояние вещества	gas	
Теплопроводность	0.0387	Вт/(м*К)
Динамическая вязкость	1.907e-05	Па*с
Скорость звука	105.0118	м/с
Число Прандтля	1.3194	
Изобарная теплоемкость	2.6795255	кДж/(кг*К)
Изохорная теплоемкость	1.0394907	кДж/(кг*К)

Рисунок 16 – Вкладка программы «калькулятор свойств»

Третья вкладка содержит основной функционал программного пакета и решает проблему подбора оптимального рабочего тела для установок, работающих на органическом цикле Ренкина. Алгоритм работы описан в разделе 4.2. настоящей работы.

## 4.2 Алгоритм работы программного пакета

При подборе рабочего тела основная задача сводится к нахождению такой жидкости, которая максимально сможет восстановить располагаемое тепло. Температура испарения должна быть меньше критической температуры рабочей жидкости. При использовании жидкостей с низкой критической температурой, ОЦР станет сверхкритическим циклом Ренкина, в котором процесс конденсации может вызвать эксплуатационные проблемы. В связи с этим критическая температура не должна быть ниже 50 °С.

Температура конденсации определяется температурой окружающей среды, в связи с этим принимается равной 40 °С.

Также стоит отметить, что точка вскипания между рабочей жидкостью и отработанным теплоносителем ограничивает количество теплоты, что напрямую влияет на мощность. На значение точки вскипания влияет температура рабочего тела в ОЦР контуре на входе в источник тепла, температура испарения, недогрев и отношение скрытой теплоты парообразования к удельной теплоте нагрева. Алгебраически значение точки вскипания можно определить как PREDICTOR положения вскипания:

$$PREDICTOR = \frac{(T_{гор.вх.} - (T_{исп} + \Delta T)) \cdot R_{пар}}{R_{под}} - (T_{исп} - T_{конд}) \quad (4.1)$$

где  $T_{гор.вх.}$  – температура источника тепла на входе в теплообменник, °С;

$T_{исп}$  – температура испарения рабочего тела ОЦР контура, °С;

$\Delta T$  – недогрев, принимаемый 10°С;

$R_{пар}$  – скрытая теплота парообразования рабочего тела ОЦР контура, кДж/кг, определяемая как разница энтальпий насыщенного пара и насыщенной жидкости при одинаковом давлении;

$R_{\text{под}}$  – удельная теплота подогрева рабочего тела ОЦР контура, кДж/кг, определяемая как разница энтальпий рабочего тела на входе в теплообменник и энтальпии насыщенной жидкости;

$T_{\text{конд}}$  – температура конденсации °С, определяемая температурой окружающей среды;

Основной смысл PREDICTOR в том, что изначально принимается температура испарения рабочего тела на 10°C меньше температуры источника тепла на входе. При этой температуре определяется значение PREDICTOR. Если оно получается отрицательным, это свидетельствует о том, что при данной температуре испарения тепло не будет полностью восстановлено. В таком случае следует уменьшить температуру испарения на 1°C и пересчитать значение PREDICTOR, и так до тех пор, пока оно не станет больше нуля и как можно ближе к нему.

Разработанный программный пакет позволяет автоматизировать эту процедуру и сделать расчет для всех вышеописанных веществ.

Алгоритм работы программы изображен в виде блок-схемы на рисунке 17.



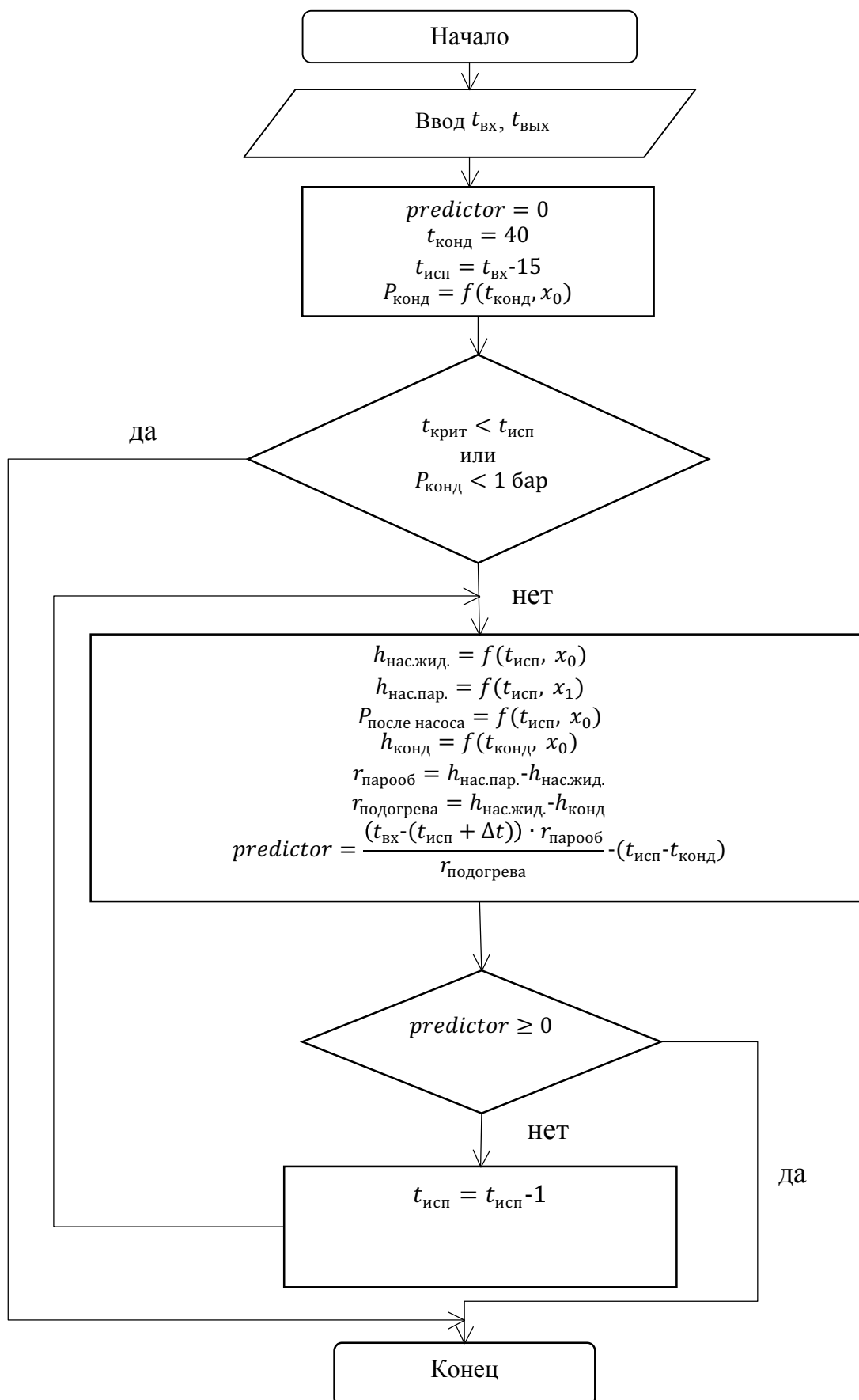


Рисунок 17 – Блок-схема программного пакета

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Работа обосновывает использование тепловой энергии пара на выхлопе турбины Р-100-130/15 с целью повышения эффективности ее работы.

В проекте были проведены расчеты, которые позволяют сделать техническое и экономическое обоснование проекта.

Был выполнен расчет принципиальной тепловой схемы Р-100-130 до внедрения технологии использования низкопотенциального тепла и после, который показал преимущество реконструированного варианта по количеству вырабатываемой электроэнергии.

Экономическая часть проекта содержит расчет капитальных и эксплуатационных затрат на реконструкцию и срока окупаемости проекта.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Цыганок, А. П. Проектирование тепловых и атомных электрических станций : учеб. пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
- 2) Михайленко, С. А. Тепловые электрические станции: учеб. пособие. 2- изд. испр. / С. А. Михайленко, А. П. Цыганок. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 302 с.
- 3) Турбины тепловых и атомных электрических станций : Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний; Под ред. А. Г. Костюка, В. В. Фролова. – Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.
- 4) Экономика и управление энергетическими предприятиями. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты : учеб.-метод. пособие / И. А. Астраханцева, Л. В. Голованова, М. В. Зубова. – Издательство БИК СФУ. – 35 с.
- 5) Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла) : учеб. пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
- 6) Карабарин, Д. И. Повышение энергоэффективности производства энергии в районах децентрализованной энергетики / Д. И. Карабарин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. Т.328. №10. – С. 81–86.
- 7) Coolprop [Электронный ресурс] / Ian Bell. – Режим доступа: <http://www.coolprop.org>.
- 8) Карабарин, Д. И. Применение установок с низкикипящим рабочим телом на Красноярской ТЭЦ–1 / Д. И. Карабарин // Молодежь и наука: сборник материалов X Юбилейной Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным

участием, посвященным 80-летию образования Красноярского края; Красноярск, 2014.

9) Haoshui Yu. A new pinch based method for simultaneous selection of working fluid and operating conditions in an ORC (Organic Rankine Cycle) recovering waste heat / Yu Haoushi // Energy – 2015. – С. 36–46.

10) Bonilla J. Technological recovery potential of waste heat in the industry of the Basque country / J. Bonilla, J. M. Blanco, L. Lopez, J. M. Sala // Applied Thermal Engineering –1997. – С. 283–288.

11) Hung T. C. A study of organic working fluid on system efficiency of an ORC using low-grade energy sources / T. C. Hung, S. K. Wang, C. H. Kuo, B. S. Pei, K. F. Tsai // Energy –2010. – С. 1304–1411.

12) Incorporated B. Waste heat recovery: technology and opportunities in U.S. industry. U. S. Department of energy. Industrial Technologies –2008.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

« 10 »

06

2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект разработки технологии использования низкопотенциального тепла  
на ТЭС

тема

Руководитель

ст. преподаватель

должность, ученая степень

подпись

подпись, дата

Д.И. Карабарин

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись

подпись, дата

А.А. Скадин

инициалы, фамилия

Тех. контроль

подпись

подпись, дата

С.А. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2018